

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____	Е.А. Бойко
подпись	инициалы, фамилия
« ____ » _____	2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект реконструкции котельного агрегата П-67 БГРЭС-1

тема

Руководитель	_____	доцент, канд. техн. наук	_____	С.Р. Янов
	подпись, дата	должность, ученая степень		инициалы, фамилия
Выпускник	_____			Д.А.Першуков
	подпись, дата			инициалы, фамилия
Технический контроль		_____		С.А. Михайленко
		подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер		_____		П.В. Шишмарев
		подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

<hr/>	<hr/>
подпись	Е.А. Бойко инициалы, фамилия
« ____ »	_____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Першукову Денису Андреевичу

фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ 13 – 02Б Направление (специальность) 13.03.01

код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект модернизации системы ВВТО котельного агрегата П-67 БГРЭС-1

Утверждена приказом по университету № 758/с от 30 января 2017 г.

Руководитель ВКР С.Р. Янов, доцент, канд. техн. наук, кафедра ТЭС

инициалы, фамилия, должность, место работы

Исходные данные для ВКР: Объект реконструкции – паровой котел П-67 ; паропроизводительность – 2650 т/ч; топливо – Канско-Ачинский бурый уголь.

Перечень разделов ВКР: Актуальность проекта. Техническое решение. Расчетная часть. Экономическая часть проекта.

Перечень графического материала:

Лист 1. Паровой котел Пп-2650-255 (П-67). Продольный разрез.

Лист 2. Паровой котел Пп-2650-255 (П-67). Поперечный разрез.

Лист 3. ПТС до модернизации.

Лист 4. ПТС после модернизации.

Лист 5. Схема подключения ВВТО.

Руководитель ВКР

подпись

С.Р. Янов

инициалы, фамилия

Задания принял к исполнению

подпись

Д.А.Першуков

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект модернизации системы ВВТО котельного агрегата П-67 БГРЭС-1» содержит 48 страниц текстового документа, 9 использованных источников, 5 листов графического материала.

ПАРОВОЙ КОТЕЛ, П-67 , СХЕМА РЕГЕНЕРАЦИИ, ДВУХКОНТУРНАЯ СХЕМА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ВВТО, ПЛАСТИНЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ.

Бакалаврская работа включает в себя: расчет принципиальной тепловой схемы до и после реконструкции, обоснование выбора технического решения, экономическую часть.

В данной бакалаврской работе представлен проект модернизации системы ВВТО котельного агрегата П-67 БГРЭС-1. Бакалаврская работа состоит из 4 разделов. Первый раздел включает в себя обоснование и актуальность реконструкции системы ВВТО. Во втором разделе приведено обоснование технического решения. Третий раздел содержит расчет принципиальной тепловой схемы до и после реконструкции. В четвертом разделе проработаны экономические вопросы, были рассчитаны капитальные вложения, срок окупаемости.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Актуальность проекта.	7
1.1 Краткая характеристика турбины.....	7
1.2 Краткая характеристика котельного агрегата П – 67	9
1.2 Обоснование реконструкции.....	12
2 Техническое решение.....	13
3 Расчетная часть.....	15
3.1 Расчет тепловой схемы до реконструкции	15
3.1.1 Исходные данные	15
3.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды	19
3.1.3 Определение расхода пара на турбину.....	22
3.1.4 Баланс пара и конденсата.....	24
3.1.5 Расчет регенеративной схемы	24
3.1.5.1 Расчёт регенеративной схемы (ПВД).....	25
3.1.5.2 Расчёт деаэратора.....	26
3.1.5.3 Расчёт регенеративной схемы (ПНД).....	27
3.1.6 Составление теплового и материального баланса.	29
3.1.7 Расчет технико-экономических показателей работы станции.	30
3.2 Расчет реконструированной принципиальной тепловой схемы.	34
3.2.1 Составление теплового и материального баланса.	35
3.2.2 Расчет технико-экономических показателей работы станции.....	36
4 Техничко – экономическое обоснование.	40
4.1 Определение экономии топлива в процессе эксплуатации	43
4.2 Показатели эффективности инвестиционного проекта.....	44
4.2.1 Расчет капитальных вложений.....	45
4.2.2 Расчет доходов от реализации проекта	47
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	47
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	48

ВВЕДЕНИЕ

Активное развитие энергетики влечет за собой все большее использования природных ресурсов. Ставится вопрос о разработке и внедрении новых технологий, которые позволят увеличить долю рационального использования природных богатств. Одновременно с экологическими проблемами, решаются и экономические вопросы, направленные на решение такой задачи, как уменьшение затрат на эксплуатацию используемого оборудования, в том числе, на уменьшение температуры уходящих газов для повышения экономичности котлоагрегата.

Целью данной работы является внедрение второго контура системы ВВТО котельного агрегата П-67 БГРЭС-1.

1 Актуальность проекта

1.1 Краткая характеристика турбины

При разработке настоящего дипломного проекта, к установке принята од-
новальная пятицилиндровая турбина типа К-800-240-5

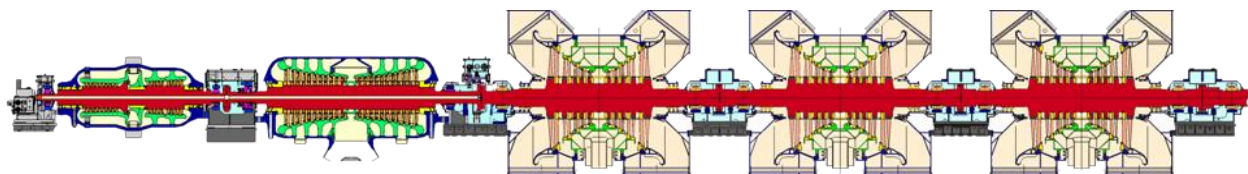


Рисунок 1.1 – Турбина К-800-240-5

Начальные параметры пара: $P_0 = 23,54$ МПа, $t_0 = 540$ °С, промперегрев пара производится при $P_{\text{пш}} = 3,41$ МПа до $t_{\text{пш}} = 540$ °С. Расчетная величина конечного давления $P_k = 0,00343$ МПа при $t_{1в} = 12$ °С. Частота вращения турбины $n = 50$ Гц. Турбина состоит из пяти цилиндров: ЦВД, выполненный по петлевой схеме; ЦСД двухпоточный; и трех двухпоточных ЦНД. Парораспределение сопловое. Свежий пар подается к четырем параллельно включенным стопорным клапанам, расположенным по два с каждой стороны. К коробкам стопорного клапана приварены по две коробки регулирующих клапанов.

От регулирующих клапанов по восьми трубам пар направляется к четырем паровпускным патрубкам, приваренным к наружному корпусу ЦВД и имеющим подвижное соединение с сопловыми камерами, вваренными во внутренний корпус ЦВД.

Роторы высокого и среднего давления турбины полностью цельнокованные; роторы ЦНД – с насадными дисками. Все соединительные муфты между роторами выполнены жесткими. Упорный подшипник располагается между ЦВД ЦСД. Система корпусов турбины имеет три мертвые точки: для ЦВД, ЦСД и первого ЦНД она находится на их передних фундаментных рамах. В турбине применены сегментные опорные подшипники.

Основные технические характеристики турбины представлены в таблице 1.1 [1].

Таблица 1.1 – Основные технические характеристики турбины

Наименование	Величина
Номинальная мощность, МВт	800
Температура свежего пара перед стопорными клапанами, °С	540
Абсолютное давление свежего пара перед стопорными клапанами, МПа	23,5
Давление пара на выходе из ЦВД при номинальной мощности, МПа	3,77
Максимальное давление на выхлопе из ЦВД, МПа	3,85
Температура пара на выхлопе из ЦВД при номинальной мощности, °С	289
Абсолютное давление пара перед стопорными клапанами ЦСД, МПа	3,41
Максимальное давление пара перед стопорными клапанами ЦСД, МПа	3,66
Температура пара перед стопорными клапанами ЦСД, °С	540
Расчетное абсолютное давление в конденсаторе турбины, МПа при температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор 12°С	0,00336
Количество нерегулируемых отборов, шт.	8
Парораспределение	Сопловое
Количество блоков распределения, шт.	2
Число регулирующих клапанов ЦВД, шт.	2*2
Число регулирующих клапанов ЦСД, шт.	4
Число цилиндров, шт.	5

1.2 Краткая характеристика котельного агрегата П – 67

Прямоточный однокорпусный котел Пп-2650/255 (П-67) (рисунок 1.2) предназначен для работы в блоке 800 МВт с одновальной турбиной К-800-240-5 и рассчитан на сжигание бурых углей Канско-Ачинского бассейна.

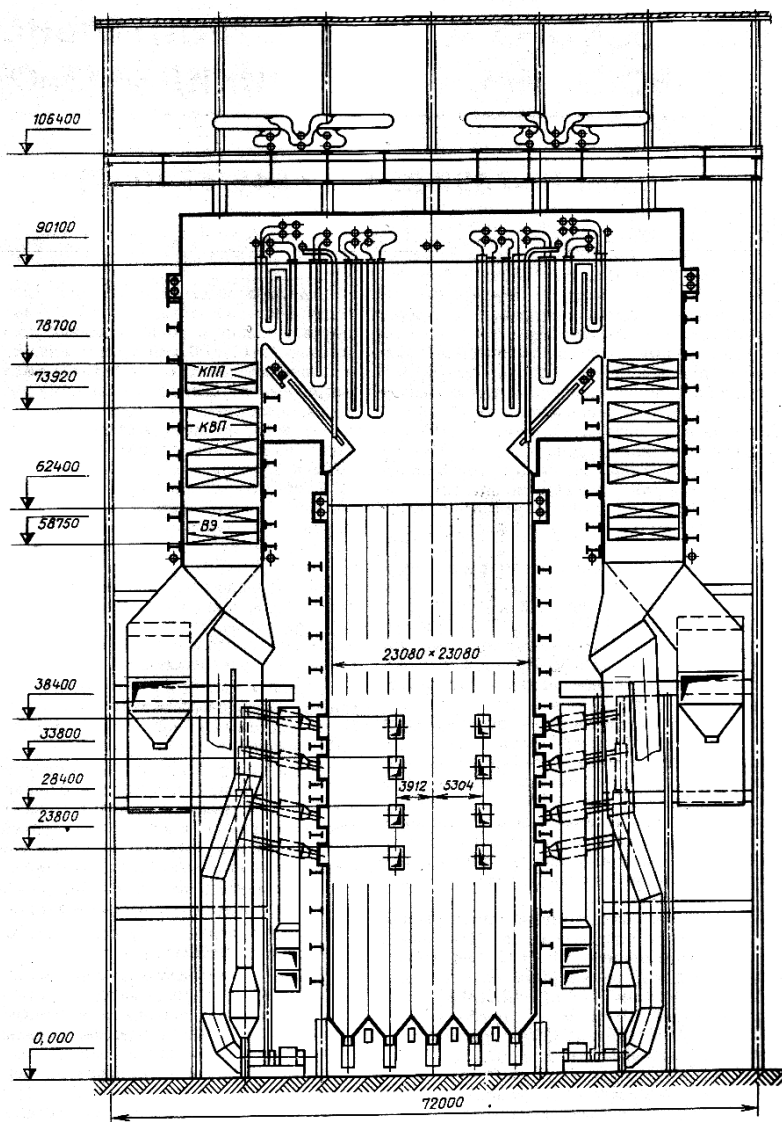


Рисунок 1.2 – Поперечный разрез котельного агрегата Пп-2650/255 (П-67)

Завод-изготовитель – Подольский машиностроительный завод им. Орджоникидзе.

Основные расчётные параметры котла при номинальной нагрузке и гарантийном топливе (Березовский бурый уголь $Q_H^P = 15671$ кДж/кг (3740 ккал/кг) представлены в таблице 1.2:

Таблица 1.2 - Основные расчётные параметры котла

Наименование	Величина
Паропроизводительность, кг/с (т/ч)	736,1 (2650)
Давление свежего пара, МПа (кгс/см ²)	25 (255)
Температура свежего пара, °С	545
Расход пара через вторичный пароперегреватель, кг/с (т/ч)	607,2 (2186)
Давление вторичного пара, МПа (кгс/см ²)	3,6 (36,8)
Температура вторичного пара, °С	545
Температура уходящих газов, °С	177,7
Температура горячего воздуха, °С	335
КПД котла (брутто), %	90,55

Котельный агрегат П-67 однокорпусный, выполнен по Т-образной компоновке газоходов и состоит из топочной камеры, двух горизонтальных газоходов и двух конвективных шахт.

Топочная камера имеет призматическую форму с размером по осям труб в плане 23080х23080 мм и отметкой по осям труб потолка 90100 мм.

Все стены топки, соединительных газоходов и конвективных шахт экранированы газоплотными панелями.

В нижней части топочной камеры расположены 32 щелевые горелки, расположенные в 4 яруса. Для создания вихревого факела горения топлива горелки установлены тангенциально к условной окружности в центре топки диаметром 2,3 м. Для растопки котла служат мазутные форсунки, расположенные на нулевом, первом и третьем ярусах горелок котла блока № 1 и на первом, третьем и четвертом ярусах горелок котла блока № 2.

Для уменьшения шлакования стен топки в котле принято "низкотемпературное" горение топлива, при котором температура ядра факела 1250-1300 °С достигается за счет рассредоточения горелок по высоте топки, газовой сушки топлива в пылесистемах и подачи через горелки в зону горения рециркулирующих газов с температурой 360 °С. Горелки установлены на каркасе здания, для уплотнения мест примыкания горелок к фланцам амбразур горелок предусмотрены специальные уплотнения горелок.

На выходе из топки в горизонтальных газоходах расположены последовательно по ходу газов ширмы 2 и 3 ступеней пароперегревателя первичного тракта, фестон боковых стен топки, ширмы 1 ступени и ширмы вторичного пароперегревателя, подвесные трубы ВРЧ и подвесные трубы экранов конвективной шахты.

В опускающих газоходах (КШ) сверху вниз последовательно по ходу газов расположены 2 яруса пакетов конвективного первичного пароперегревателя (выходная ступень), 3 яруса пакетов конвективного вторичного пароперегревателя и 2 яруса пакетов мембранного экономайзера.

Опускающие газоходы отличаются наличием в середине каждого из них особого канала, выделенного двухсветными мембранными панелями, по которому газы из поворотной камеры направляются в пылесистемы с МВ.

Во вторичном тракте регулирование температуры перегрева осуществляется за счет изменения количества впрыскиваемой воды в пароохладителях, расположенных перед ширмовой ступенью вторичного пароперегревателя.

Золосудаление твердое. Удаление шлака, выпадающего в холодную воронку из топочной камеры, производится цепным скребковым конвейером.

После экономайзера дымовые газы направляются в трубчатый воздухоподогреватель (ТВП), расположенный в отдельном помещении главного корпуса. Часть газов до ТВП забирается посредством дымососов рециркуляции в систему рециркуляции газов для подачи их в специальные каналы горелок и в пылесистемы. Перед этими дымососами имеются золоуловители с циклонами Ø530 мм.

Для снижения температуры уходящих из котла газов с 160-170 °С до 140 °С, необходимых по условиям обеспечения достаточно высокого КПД электрофильтров, на котле предусмотрена установка системы избыточного воздуха со своими вентиляторами и воздушно – водяными теплообменниками (ВВТО), позволяющими отдавать тепло газов в теплофикационную сеть блока (станции). В задачу этой же системы входит и поддержание постоянной температуры воздуха (40 °С) на входе в ТВП.

Холодный воздух забирается из верхней части котельного отделения и двумя вентиляторами подается на вход в ТВП через смесители, в которые поступает горячий воздух из системы избыточного воздуха.

Для уменьшения температуры воздуха в пространстве между топкой и КШ из верхней части пазух осуществляется забор воздуха на всас вентиляторов.

Пройдя ТВП, воздух из общего короба поступает к горелкам, в нижнюю часть топки (холодную воронку), в пылесистему и часть его идет на систему избыточного воздуха (рециркуляцию).

В качестве размольных устройств приняты мельницы-вентиляторы, работа которых не ограничивается влажностью сырого топлива.

Сушка топлива производится дымовыми газами: "горячими", забираемыми из поворотной камеры, с добавлением "холодных", забираемых после водяного экономайзера.

Котлоагрегат П-67 оборудован восемью пылесистемами, каждая из которых состоит из бункера сырого угля, ленточного питателя сырого угля, мельницы-вентилятора с сепаратором, делителем пыли и горелочным блоком – четыре прямоточно-щелевые горелки.

Номинальная производительность системы пылеприготовления по сырому углю расчетного качества около 70 т/ч.

На энергоблоках ст. № 1 и 2 Березовской ГРЭС установлено два дутьевых вентилятора ВДН-36х23, три осевых дымососа ДОД-43-500, четыре вентилятора рециркуляции горячего воздуха ГД-31 и два дымососа рециркуляции газов ДРГ-29х2.

На котлах блоков № 1 и 2 установлен комплекс очистки поверхностей нагрева от золовых отложений, включающий в себя:

маловыдвижные обдувочные аппараты водяной очистки экранов ОВМ, глубоководные обдувочные аппараты водяной очистки экранов ОВГ и аппараты WLB для очистки топочной камеры;

глубоководные обдувочные аппараты RK-SL для обдувки ширм;

многосопловые аппараты RK-SB для обдувки КПП, КВП, ВЭК.

1.2 Обоснование реконструкции

Для снижения температуры уходящих из котла газов со 160-170 °С до 140 °С, необходимых по условиям обеспечения достаточно высокого КПД эл/фильтров, на котле предусмотрена установка системы избыточного воздуха со своими вентиляторами и воздушноводяными теплообменниками (ВВТО), позволяющими отдавать тепло газов в теплофикационную сеть блока (станции). В задачу этой же системы входит и поддержание постоянной температуры воздуха (40 °С) на входе в ТВП.

Отсутствие роста теплопотребления г. Шарыпово в 2009÷2015 г.г. создаст определенные ограничения в обеспечении экономических и экологических показателей.

Предлагается выполнить комбинированную схему отбора тепловой нагрузки от ВВТО:

а) сетевой водой с расходом 1100т/ч – основная схема;

б) основным конденсатом за ПНД-1 через 2 пластинчатых теплообменника из замкнутого по сетевой воде контура ВВТО – резервная двухконтурная схема (при отсутствии теплопотребления).

2 Техническое решение

Вариант А1.

Часть основного конденсата направляется через ПТО в обход ПНД-2 и сливается в ПНД-2. При температуре подогрева ОК в ПТО ограничена температурой насыщения. При заданных и принятых исходных данных расчетное значение температуры насыщения на всасе насосов КЭН-III составляет 110 – 111°C. Соответственно подбирается и расход ОК через ПТО, который составляет ≈ 850 т/ч.

После слива байпасирующего потока в ПНД-2 общий поток основного конденсата с температурой насыщения 99 - 100 °C (соответствующей давлению в подогревателе) подается на КЭН-III. Таким образом, в данной схеме тепло сетевой воды полностью используется для вытеснения отборного пара на подогреватель ПНД-2.

Вариант А2.

Часть основного конденсата направляется через ПТО в обход ПНД-2 и подается на всас КЭН-III. Температура подогрева воды в ПТО и расход через него определяются также, как и в варианте А1.

Подвод байпасирующего потока в точку смешения на всасе КЭН-III (после ПНД-2) повышает температуру воды перед ПНД-3 (согласно расчету на ≈ 5 °C), тем самым частично вытесняя в том числе и отбор пара на ПНД-3, что очевидно повышает эффективность схемы.

Вариант Б.

Заданная температура сетевой воды после ВВТО (135°C) и соответствующая возможная температура подогрева воды в ПТО (с учетом ТН – около 125 °C) определяют наиболее целесообразную точку подвода байпасирующего потока в линию основного конденсата за ПНД-3 (поскольку температура ОК за ПНД-3 составляет 124 °C). В этом случае необходимо организовывать две байпасные линии через два последовательных ПТО: одна – в обход ПНД-2, а другая – в обход ПНД-3.

Вариант В.

Схема с байпасированием ОК в обход ПНД-2,3,4 (целесообразна только в случае повышения температуры СВ на выходе из ВВТО до 161 °С и выше).

Для заданной температуры сетевой воды после ВВТО (135 °С) рассмотрение варианта с байпасированием ОК ПНД-4 очевидно является заведомо нецелесообразным, поскольку при принятом допустимом температурном напоре в ПТО (10 °С) температура подогретой в ПТО воды не будет превышать $135 - 10 = 125$ °С, что соответствует температуре воды после ПНД-3 (124 °С, см. вариант Б). Соответственно в случае байпасирования ПНД-4 к основному конденсату с температурой 151 °С) будет подмешана вода с температурой 125 °С, что приведет к снижению эффективности системы регенерации турбины. Поэтому для варианта В с байпасированием ПНД-4 температура сетевой воды на выходе из ВВТО принимается не менее: $151 + 10 = 161$ °С (температура воды за ПНД-4 + минимальный ТН в ПТО).

В таком случае аналогично варианту Б необходимо организовать две байпасные линии через два последовательных ПТО: одна – в обход ПНД-2, другая – в обход ПНД-3,4.

Срывание технико-экономической эффективности вариантов представлено в таблице 1.

В Рассматриваемых схемах сетевой воды после ПТО имеет температуру 67 °С (определяется температурой ОК после ПНД-1 на уровне 57 °С) и направляется на всас СНГК, смешиваясь при этом с обратной сетевой водой. Учитывая то, что заданная температура воды на входе в ВВТО составляет 60 °С, имеем поток теплоты, который не утилизируется в системе регенерации турбины в размере $(67 - 60) \cdot (\text{расход СВ через ПТО})$. Это тепло, однако, не теряется, а передается обратной сетевой воде.

Выводы

Сравнительный анализ технико-экономической эффективности четырех вариантов двухконтурной системы подключения ВВТО в схему регенерации низкого давления энергоблока 800 МВт показал, что вариант «Б» является наиболее экономичным, для заданных параметров сетевой воды после ВВТО (температура сетевой воды 135 °С).

В то же время при повышении температуры СВ на выходе из ВВТО (до 161 °С и выше) наиболее предпочтительным становится вариант «В», обеспечивающий наибольшую эффективность схемы.

Таблица 1.3 – сравнительная таблица вариантов установки ПТО

№, п/п	Наименование параметра	Размерность	Вариант А1. Байпас ОК ПНД-2 через ПТО со сливом воды в ПНД-2 (рис. 2)	Вариант А2. Байпас ОК ПНД- 2 через ПТО с подводом воды на всас КЭН-III (рис. 3)	Вариант Б. Байпас ОК ПНД- 2,3 через два последовательных ПТО (рис. 4)	Вариант В. Байпас ОК ПНД- 2,3,4 через два последовательных ПТО (рис. 5)
1	Прирост мощности турбины	МВт	+6,9	+7,6	+8,0	+9,6
2	Повышение КПД блока	%	+0,35	+0,38	+0,40	+0,48
3	Повышение КПД котла	%	+2,9			
4	Изменение расхода пара в конденсатор (количество пара вытесненного из системы регенерации за счет ПТО)	т/ч	+72	+72	+71	+70
5	Расход ОК через байпас	т/ч	850	850	≈666/≈664*	≈472/≈471*
6	Температура ОК перед КЭН-III	°C	100	104	99	98
7	Расход сетевой воды через ПТО	т/ч	670	670	670	475
8	Температура сетевой воды после ВВТО	°C	135	135	135	164
9	Температура сетевой воды после пластинчатых теплообменников	°C	≈67			
10	Подведенное тепло к ОК от сетевой воды	Гкал/ч	≈45	≈45	≈45	≈46
11	Давление на входе/выходе ЦНД	ата	2,834/0,036	2,857/0,036	2,878/0,036	2,898/0,036
Примечания					* байпас ПНД- 3/ПНД-2	* байпас ПНД- 4,3/ПНД-2

3 Расчетная часть

3.1 Расчет тепловой схемы до реконструкции

3.1.1 Исходные данные

Установленная мощность – 800 МВт, полная тепловая нагрузка – 164 МВт., район размещения – г. Шарыпово, топливо – Березовский бурый уголь.

Тепловая схема представлена на рисунке 3.1 и на втором листе графической части проекта. Выполнена в виде моноблока турбины К-800-240-5 и котлоагрегата П-67 .

Турбина К-800-240-5 [3] мощностью 800 МВт, давление острого пара-23,5 МПа, рассчитана на сверхкритические параметры пара с одноступенчатым промежуточным перегревом. Турбина имеет пять цилиндров: ЦВД выполнен “петлевым”, ЦСД и ЦНД выполнены двухпоточными. Свежий пар с параметрами 23,5 МПа и температурой 540°С через группу стопорных и регулирующих клапанов поступает в двухкорпусный ЦВД, после чего направляется в промежуточный перегреватель парового котла при давлении 3,77 МПа и температуре 289 °С. После промежуточного перегрева пар с давлением 3,24 МПа и температуре 540 °С подводится через стопорные и регулирующие клапаны в середину двухпоточного ЦСД, из ЦСД отводится в три двухпоточных цилиндра низкого давления, Конечное давление в двухсекционном конденсаторе составляет 0,0034 МПа.

Турбина восемь регулирующих отборов пара: два из ЦВД, четыре из ЦСД и два из ЦНД.

Конденсационная группа состоит из двух продольно расположенных в фундаменте однородных конденсаторов типа 800 КЦС-5. Для отсоса паро-воздушной смеси установлены три водоструйных эжектора типа ЭВ-7-1000, обеспечивающих протекание нормального теплообмена в конденсаторах.

Конденсационная установка имеет три конденсационных насоса типа КСВ-1000-95 предназначенных для откачки конденсата из конденсатора и подачи его на БОУ.

Охлаждающая вода в конденсаторы подается двумя циркуляционными насосами типа ОВ-2-185.

Регенеративная схема предназначена для подогрева питательной воды паром до температуры 271°С, отбираемым из промежуточных ступеней турбины.

В состав регенеративной установки входят следующие оборудование: ПВД, деаэратор, ПНД, охладитель пара из уплотнений, конденсатные насосы.

Питательная установка имеет конденсационный турбопривод, питаемый паром из третьего отбора. Конденсат турбопривода конденсатным насосом направляется в основной конденсатор.

Особенностью тепловой схемы энергоблока с турбиной К-800-240 пятой модификации является применение смешивающих подогревателей низкого давления, в которых вместо конденсатных насосов используется сила гравитации. Для этого подогреватели устанавливают на разных высотах так, чтобы разность давлений уравновешивалась массой столба воды в водоперепускной трубе между смежными аппаратами.

Система регенерации высокого давления предназначена для подогрева питательной воды, подаваемыми насосами из деаэрата в котлоагрегат.

Деаэрационная установка блока 800МВт состоит из деаэрационной колонки и аккумуляторного бака, и предназначена для удаления из питательной воды коррозионно-агрессивных газов, для подогрева питательной воды и для создания рабочего резерва воды в баке аккумуляторе.

В схеме предусмотрена установка по подогреву сетевой воды. Для подогрева сетевой воды используется пар из пятого и шестого отборов турбины с параметрами $P_5=0,578$ МПа и $i_5=3081$ кДж/кг, $P_6=0,28$ МПа и $i_6=2928$ кДж/кг.

Чтобы выдержать тепловой график сети температура выхода воды из верхнего сетевого подогревателя 150°C . Температура за нижней ступенью сетевой установки равна 125°C . Температура обратной сетевой воды 70°C . Конденсат греющего пара из пятого шестого отборов сливается в деаэратор.

Температура химически очищенной воды 30°C .

Подогрев в сальниковом подогревателе 5°C .

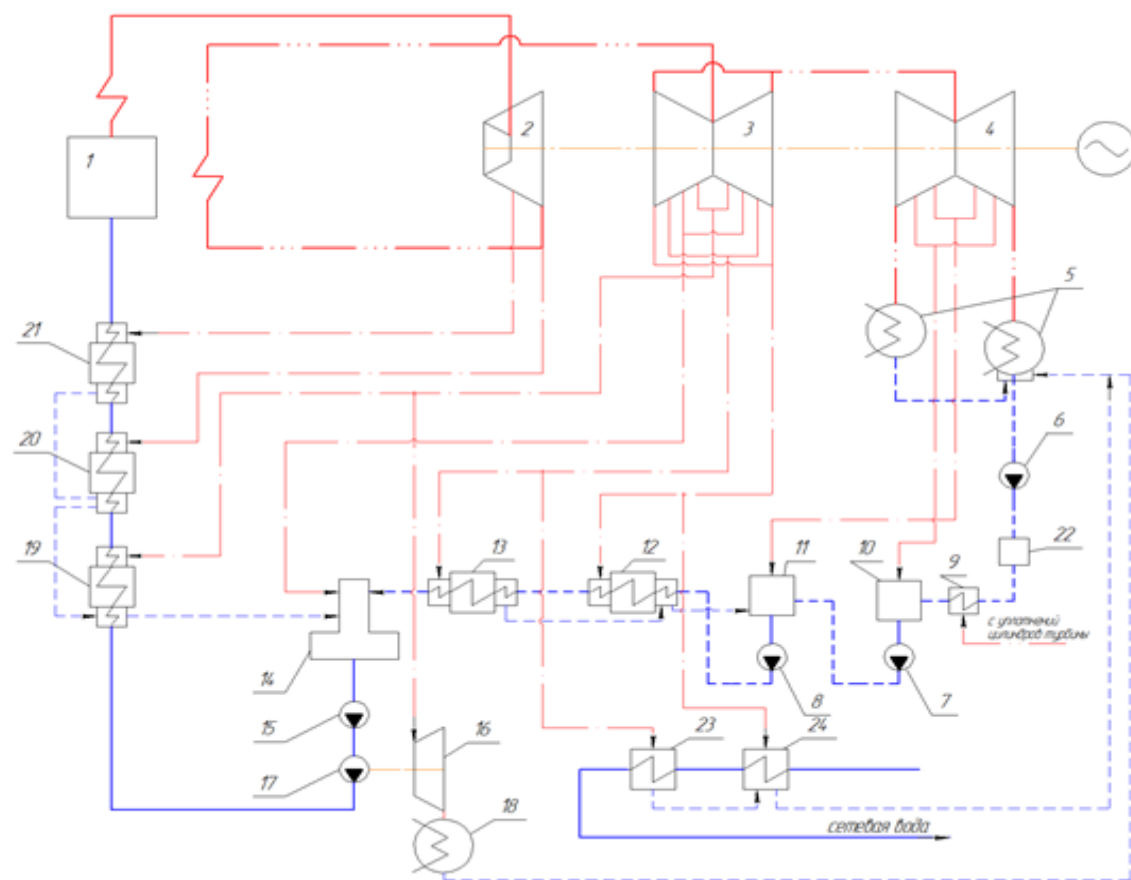


Рисунок 3.1 – Принципиальная тепловая схема до реконструкции

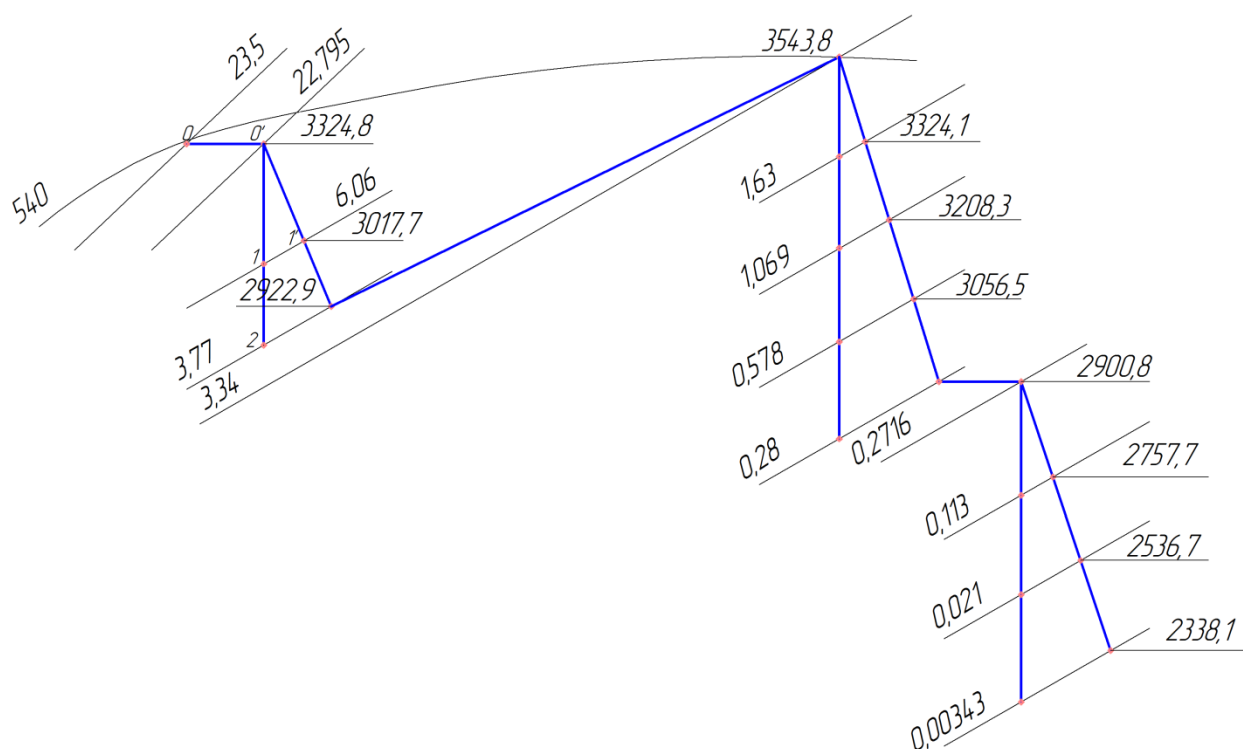


Рисунок 3.2 – Процесс расширения пара в турбине

Технические характеристики турбины приведены в таблице 1.1.

3.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды

Расчетная схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 3.3.

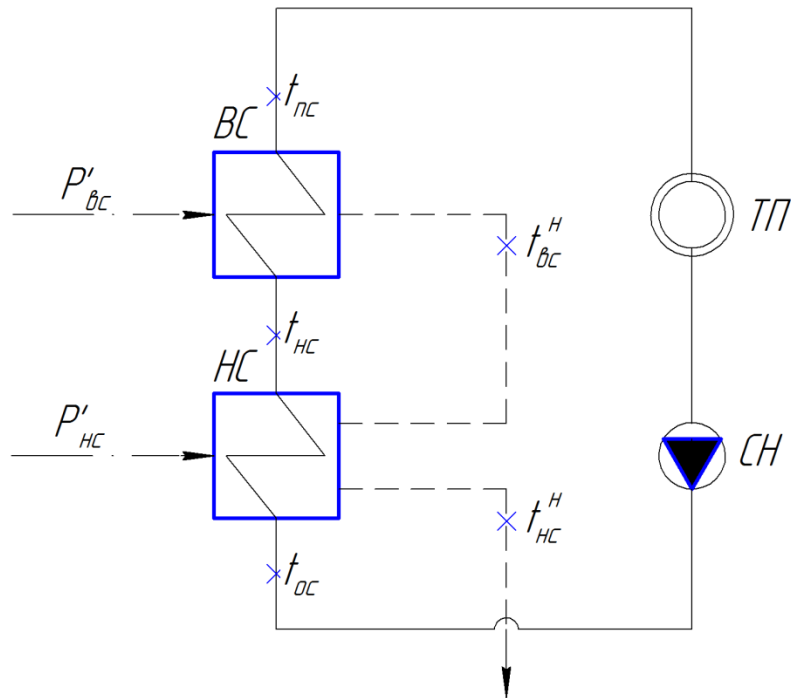


Рисунок 3.3 – Схема подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{турб}}}{c_{\text{в}} \cdot (t_{\text{пс}} - t_{\text{ос}})} \quad (1)$$

где $c_{\text{в}}$ – теплоемкость воды, кДж/кг.

$$G_{\text{св}} = \frac{164000}{4,186 \cdot (151,4 - 70)} = 481,305$$

Температура сетевой воды после нижнего СП, °С:

$$t_{\text{нс}} = 125,5$$

Энтальпия насыщения конденсирующегося пара верхнего и нижнего СП, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{вс}}^{\text{H}} = 655,6$$

$$\bar{t}_{\text{нс}}^{\text{H}} = 544,1$$

Расход пара на ВС, кг/с:

$$D_{\text{вс}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot (\bar{t}_{\text{пс}} - \bar{t}_{\text{нс}})}{(i_{\text{вс}} - \bar{t}_{\text{вс}}^{\text{H}}) \cdot \eta} \quad (2)$$

где $\bar{t}_{\text{пс}} = t_{\text{пс}} \cdot c_{\text{в}} = 151,4 \cdot 4,186 = 633,76$ – энтальпия прямой сетевой воды, кДж/кг;

$\bar{t}_{\text{нс}} = t_{\text{нс}} \cdot c_{\text{в}} = 125,5 \cdot 4,186 = 525,343$ – энтальпия сетевой воды после нижнего СП, кДж/кг.

$$D_{\text{вс}} = \frac{481,305 \cdot (633,76 - 525,343)}{(3056,5 - 655,6) \cdot 0,98} = 22,178$$

Расход пара на НС, кг/с:

$$D_{\text{нс}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot (\bar{t}_{\text{нс}} - \bar{t}_{\text{ос}}) - D_{\text{вс}} \cdot (\bar{t}_{\text{вс}}^{\text{н}} - \bar{t}_{\text{нс}}^{\text{н}}) \cdot \eta}{(i_{\text{нс}} - \bar{t}_{\text{нс}}^{\text{н}}) \cdot \eta} \quad (3)$$

где $\bar{t}_{\text{ос}} = t_{\text{ос}} \cdot c_{\text{в}} = 70 \cdot 4,186 = 293,02$ – энтальпия обратной сетевой воды, кДж/кг.

$$D_{\text{нс}} = \frac{481,305 \cdot (525,343 - 293,02) - 22,178 \cdot (655,6 - 544,1) \cdot 0,98}{(2900,8 - 544,1) \cdot 0,98} = 47,366.$$

Таблица 3.1 – Параметры по элементам схемы

Наименование параметра	Размерность	Элементы схемы										
		ПВД8	ПВД7	ПВД6	Д	ПНД4	ПНД3	ПНД2	ПНД1	ВС	НС	К
Давление пара в отборе	бар	60,6	37,7	16,3	10,69	5,78	2,8	1,13	0,21	5,78	2,8	0,0343
Давление пара у подогревателя	бар	57,57	35,815	15,485	7	5,491	2,66	1,0735	0,1995	5,491	2,66	0,0343
Температура конденсата греющего пара	°С	272,9	243,9	199,8	165	155,4	129,5	101,6	60	155,4	129,5	26,3
Энтальпия конденсата греющего пара	кДж/кг	1199,9	1056,1	851,5	697,1	655,6	544,1	425,9	251,2	655,6	544,1	110,4
Температура питательной воды за подогре-	°С	270,9	241,9	197,8	165	151,4	125,5	101,6	60	151,4	125,5	26,3
Энтальпия питательной воды за подогре-	кДж/кг	1134	1012,6	828	697,1	633,8	525,3	425,9	251,2	633,8	525,5	110,4
Энтальпия греющего пара	кДж/кг	3017,7	2922,9	3324,1	3208,3	3056,5	2900,8	2757,7	2536,7	3056,5	2900,8	2338,1
Использованный теплотеперепад	кДж/кг	307,1	401,9	621,6	737,4	889,2	1044,9	1188	1409	889,2	1044,9	1607,6

3.1.3 Определение расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на верхний СП:

$$y_{\text{вс}} = \frac{i_{\text{вс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \quad (4)$$

где $i_{\text{вс}}$ – энтальпия отопительного отбора на верхний СП, по таблице 3.1, кДж/кг;

$i_{\text{к}}$ – энтальпия конденсата, по таблице 1, кДж/кг;

i_0 – начальная энтальпия, кДж/кг.

$$y_{\text{вс}} = \frac{3056,5 - 2338,1}{3324,8 - 2338,1 + 620,9} = 0,447$$

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на нижний СП:

$$y_{\text{нс}} = \frac{i_{\text{нс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \quad (5)$$

где $i_{\text{нс}}$ – энтальпия отопительного отбора на нижний СП, по таблице 3.1, кДж/кг;

$$y_{\text{нс}} = \frac{2900,8 - 2338,1}{3324,8 - 2338,1 + 620,9} = 0,35$$

Принимаем коэффициент регенерации $k_{\text{рег}} = 1,317$, расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_{\text{т}} = k_{\text{рег}} \cdot \left(\frac{W_{\text{э}}}{H_i \cdot \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{вс}} \cdot D_{\text{вс}} + y_{\text{нс}} \cdot D_{\text{нс}} \right) \quad (6)$$

где H_i – располагаемый теплоперепад [таблица 1.1], кДж/кг.

$$D_{\text{т}} = 1,317 \cdot \left(\frac{800000}{1607,6 \cdot 0,98} + 0,447 \cdot 22,178 + 0,35 \cdot 47,366 \right) = 703,649 .$$

3.1.4 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор принят 0,5% от расхода пара на турбину, кг/с:

$$D_{\text{эж}} = 0,005 \cdot D_{\text{т}} = 0,005 \cdot 703,649 = 3,518.$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot D_{\text{т}} = 0,01 \cdot 703,649 = 7,036$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{\text{ут}} = \frac{\alpha_{\text{ут}}}{100} \cdot D_{\text{т}} = \frac{2}{100} \cdot 703,649 = 14,073$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{\text{сн}} = \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{мз}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{пг}}}{100} \cdot D_{\text{т}} = \frac{1,2 + 1,25}{100} \cdot 703,649 = 17,239$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{\text{пе}} = D_{\text{т}} + D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}} \quad (7)$$

$$D_{\text{пе}} = 703,649 + 3,518 + 7,036 + 14,073 + 17,223 = 745,517$$

Расход питательной воды, кг/с:

$$G_{\text{пв}} = D_{\text{пе}} = 745,517.$$

3.1.5 Расчет регенеративной схемы

3.1.5.1 Расчёт регенеративной схемы (ПВД)

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 3.4.

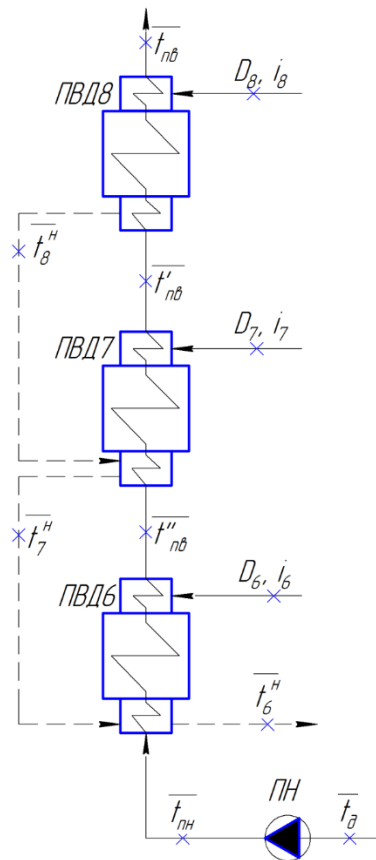


Рисунок 3.4 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД-8:

$$D_8(i_8 - \bar{t}_8^H)\eta = G_{пв}(\bar{t}_{пв} - \bar{t}_{пв}'), \quad (8)$$

Отсюда расход пара на ПВД-8, кг/с:

$$D_8 = \frac{G_{пв}(\bar{t}_{пв} + \bar{t}_{пв}')}{(i_8 - \bar{t}_8^H)\eta} = \frac{745,517 \cdot (1134 - 1012,6)}{(3017,7 - 1199,9)0,98} = 50,805$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$D_7(i_7 - \bar{t}_7^H)\eta + D_8(\bar{t}_8^H - \bar{t}_7^H)\eta = G_{пв}(\bar{t}_{пв}' - \bar{t}_{пв}'') \quad (9)$$

Отсюда расход пара на ПВД-7, кг/с:

$$D_7 = \frac{G_{н6} \cdot (\bar{t}'_{н6} - \bar{t}''_{н6}) - D_8 \cdot (\bar{t}_8^H - \bar{t}_7^H) \cdot \eta}{(i_7 - \bar{t}_7^H) \cdot \eta} = \frac{745,517 \cdot (1012,6 - 828) - 50,805 \cdot (1199,9 - 1056,1) \cdot 0,98}{(2922,9 - 1056,1) \cdot 0,98} = 71,312$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$D_6(i_6 - \bar{t}_{н6})\eta + (D_7 + D_8)(\bar{t}_{н7} - \bar{t}_{н6})\eta = G_{н6}(\bar{t}_{н6}'' - \bar{t}_{нн}) \quad (10)$$

Расход пара на ПВД-6, кг/с:

$$\begin{aligned} D_6 &= \frac{G_{н6}(\bar{t}_{н6}'' - \bar{t}_{нн}) - (D_7 + D_8)(\bar{t}_{н7} - \bar{t}_{н6})\eta}{(i_6 - \bar{t}_{н6})\eta} = \\ &= \frac{745,517(828 - 699,174) - (71,312 + 50,805)(1056,1 - 851,5)0,98}{(3324,1 - 851,5)0,98} = 29,53 \end{aligned}$$

где $\bar{t}_{нн}$ – энтальпия питательной воды на входе в ПВД – 6 с учетом нагрева в питательном насосе, кДж/кг

$$\bar{t}_{нн} = h_o + \frac{\Delta P_{пн} \cdot V}{\eta_n} \quad (11)$$

где $\Delta P_{пн}$ – перепад давления питательной воды в питательном насосе, Па;

$V = 0,00108$ м³/кг – удельный объем питательной воды;

$\eta_n = 0,83$ – КПД питательного насоса.

$$\bar{t}_{нн} = 697,1 + \frac{(2,3 - 0,706) \cdot 10^6 \cdot 0,00108}{0,83 \cdot 10^3} = 699,174$$

3.1.5.2 Расчёт деаэратора

Расчетная схема деаэратора представлена на рисунке 3.5.

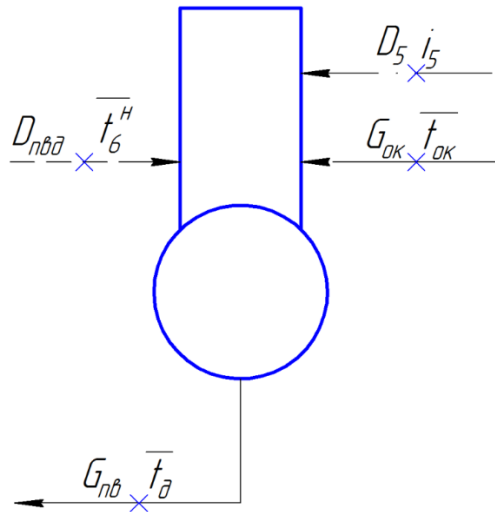


Рисунок 3.5 - Схема включения деаэратора

Уравнение материального баланса:

$$G_{нб} = (D_8 + D_7 + D_6) + D_5 + G_{ок} \quad (12)$$

Уравнение теплового баланса:

$$G_{нб} \cdot \bar{t}_д = (D_8 + D_7 + D_6) \cdot \bar{t}_{нб} + D_5 \cdot \bar{t}_5 + G_{ок} \cdot \bar{t}_{ок} \quad (13)$$

Подставим значения:

$$744,457 = (50,732 + 71,214 + 29,488) + D_5 + G_{ок}$$

$$745,517 \cdot 697,1 = (50,805 + 71,312 + 29,53) \cdot 851,5 + D_5 \cdot 3208,3 + G_{ок} \cdot 633,8$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_5 = 5,499 \text{ кг / с}$$

$$G_{ок} = 587,526 \text{ кг / с}$$

3.1.5.3 Расчёт регенеративной схемы (ПНД)

Схема включения ПНД представлена на рисунке 3.6.

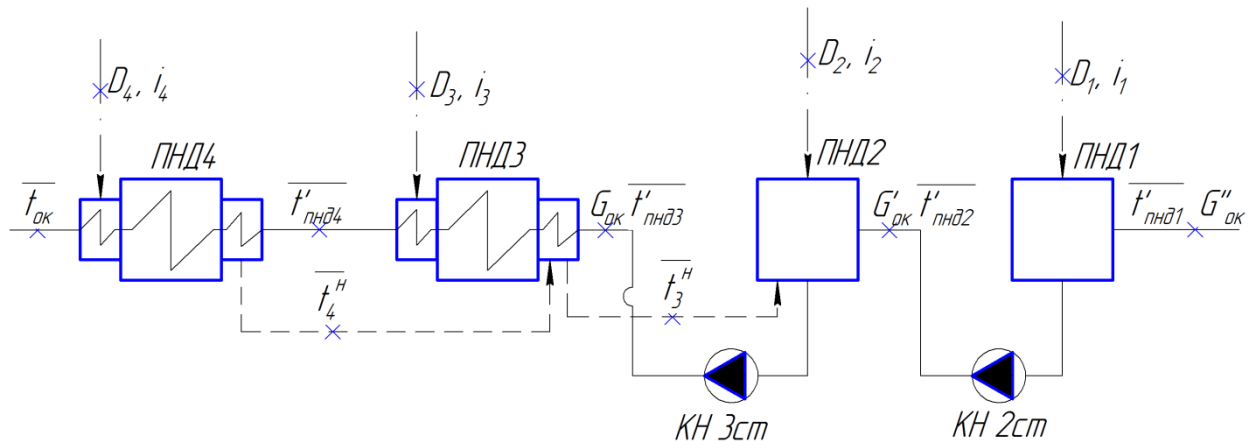


Рисунок 3.6 - Схема включения регенеративной схемы (ПНД)

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_4(i_4 - \bar{t}_4'')\eta = G_{ок}(\bar{t}_{ок} - \bar{t}_{пнд4}') \quad (14)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{ок}(\bar{t}_{пнд4}' + \bar{t}_{пнд4}')}{(i_4 - \bar{t}_4'')\eta} = \frac{587,526 \cdot (633,8 - 525,3)}{(3056,5 - 655,6)0,98} = 27,093$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$D_3(i_3 - \bar{t}_3'')\eta + D_4(\bar{t}_4'' - \bar{t}_3'')\eta = G_{ок}(\bar{t}_{пнд4}' - \bar{t}_{пнд3}') \quad (15)$$

Отсюда расход пара на ПНД-3, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{ок} \cdot (\bar{t}_{пнд4}' - \bar{t}_{пнд3}') - D_4 \cdot (\bar{t}_4'' - \bar{t}_3'') \cdot \eta}{(i_3 - \bar{t}_3'') \cdot \eta} = \frac{587,526 \cdot (525,3 - 425,3) - 27,093 \cdot (655,6 - 544,1) \cdot 0,98}{(2900,8 - 544,1) \cdot 0,98} = 24,157$$

Уравнение материального баланса для ПНД-2:

$$G_{ок} = D_2 + D_3 + D_4 + G_{ок}' \quad (16)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$G_{ок} \cdot \bar{t}_2'' = D_2 \cdot i_2 + (D_3 + D_4) \cdot \bar{t}_3'' + G_{ок}' \cdot \bar{t}_{пнд2}' \quad (17)$$

Подставим значения:

$$587,526 = D_2 + 24,157 + 27,093 + G'_{ок}$$

$$587,526 \cdot 425,9 = D_2 \cdot 2741,8 + (24,157 + 27,093) \cdot 544,1 + G'_{ок} \cdot 251,2$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_2 = 34,961 \text{ кг / с}$$

$$G'_{ок} = 501,315 \text{ кг / с}$$

Уравнение материального баланса для ПНД-1:

$$G'_{ок} = D_1 + G''_{ок} \quad (18)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$G'_{ок} \cdot \bar{t}_1'' = D_1 \cdot i_1 + G''_{ок} \cdot \bar{t}'_{пнд1} \quad (19)$$

где $\bar{t}'_{пнд1} = (t'_к + \Delta t_{сп}) \cdot c_v = (26,3 + 6) \cdot 4,186 = 135,208 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия основного конденсата перед ПНД-1;

$t'_к = 26,3^\circ\text{C}$ - температура насыщения после конденсатора;

$\Delta t_{сп} = 6^\circ\text{C}$ - нагрев основного конденсата в сальниковом подогревателе.

Подставим значения:

$$501,315 = D_1 + G''_{ок}$$

$$501,315 \cdot 251,2 = D_1 \cdot 2536,7 + G''_{ок} \cdot 135,208$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_1 = 24,214 \text{ кг / с}$$

$$G''_{ок} = 477,101 \text{ кг / с}$$

3.1.6 Составление теплового и материального баланса.

Расход пара в конденсатор, кг/с

$$D_{\kappa} = G_{ок}'' - (D_{эж} + D_{упл} + D_{хов} + D_{вс} + D_{нс} + D_{тпн}) \quad (20)$$

где $D_{хов} = D_{ут} + D_{сн} = 14,053 + 17,215 = 31,268$ кг/с ;

$D_{тпн} = 34,16$ кг/с – расход пара на привод ТПН.

$$D_{\kappa} = 477,101 - (3,518 + 7,036 + 31,312 + 22,178 + 47,366 + 34,16) = 331,53$$

Проверка материального баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_{\kappa} = D_T - (D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_8 + D_{вс} + D_{нс} + D_{тпн})$$

$$D_{\kappa} = 703,649 - (24,214 + 34,961 + 24,157 + 27,093 + 5,499 + 29,53 + 71,312 + 50,805 + 22,178 + 47,366 + 34,16) = 332,375$$

что совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по балансу мощности:

$$W_{\eta} = \left[\sum_{i=1}^8 D_i^{омб} \cdot h_i^{омб} + H_i \cdot D_{\kappa} \right] \cdot \eta_{эм} \quad (21)$$

$$800000 = (24,214 \cdot 1409 + 34,961 \cdot 1188 + (24,157 + 47,366) \cdot 1044,6 + (27,093 + 22,178) \cdot 889,2 + 5,499 \cdot 737,4 + (29,53 + 34,16) \cdot 621,6 + 71,312 \cdot 401,96 + 50,805 \cdot 307,1 + 332,375 \cdot 1607,6) \cdot 0,98$$

$$800000 = 800101,39$$

Несоответствие заданной мощности ΔW_{η} :

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{800000 - 800101,39}{800000} \right| \cdot 100 = 0,013\%$$

Что допустимо пределом погрешности 2%.

3.1.7 Расчет технико-экономических показателей работы станции.

Расход тепла на турбоустановку составит, кВт:

$$Q_{my} = D_T(i_0 - \bar{t}_{ng}) + D_{nn}(i''_{nn} - i'_{nn}) + G_{xov}(\bar{t}_{xov} \cdot C_{\bar{e}} - \bar{t}_{ng}) \quad (22)$$

$$Q_{my} = 703,649(3324,8 - 1134) + 581,533(3543,8 - 2922,9) + 31,312(125,58 - 1134) = 1871053,058$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_m = D_{\bar{e}c} \cdot (i_{\bar{e}c} - \bar{t}_{\bar{e}c}^H) + D_{nc} \cdot (i_{nc} - \bar{t}_{nc}^H) \quad (23)$$

$$Q_m = 22,178 \cdot (3056,5 - 655,6) + 47,366 \cdot (2900,8 - 544,1) = 164874,111$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кДж:

$$Q_{\text{э}} = Q_{my} - Q_m \quad (24)$$

$$Q_{\text{э}} = 1871053,058 - 164874,111 = 1706178,948$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{ne} = D_{ne}(i_{ne} - \bar{t}_{ng}) + D_{nn}(i''_{nn} - i'_{nn}) \quad (25)$$

$$Q_{ne} = 745,517(3324,8 - 1134) + 581,533(3543,8 - 2922,9) = 1994351,659$$

Полный расход натурального топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{ng}} = \frac{1994351,659}{15660 \cdot 0,91} = 139,949$$

где Q_n^p - теплотворная способность бурого угля Канско – Ачинского бассейна, кДж/кг.

Полный расход условного топлива, кг/с:

$$B_{\text{усл}} = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{ng}} = \frac{1994351,659}{29310 \cdot 0,91} = 74,773$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \frac{W_{om}}{W - W_{\text{сн}}} \quad (26)$$

где B- полный расход топлива на блок, кг/с;

K_3 - коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии;

$W_{отп}$ - отпущенная мощность, кВт;

W_3 – мощность, снимаемая с шин генератора, кВт;

$W_{э3}^{ch}$ - мощность собственных нужд, затраченная на производство электроэнергии.

Принимая мощность собственных нужд блока 9%, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{отп} = W_3 - e_{ch} \cdot W = 800000 - 0,09 \cdot 800000 = 728000$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$W_{э3}^{ch} = e_{э3}^{ch} \cdot W_3 = 0,05 \cdot 800000 = 40000$$

где $e_{э3}^{ch}$ - доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии.

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_3 = \frac{Q_3^{отб} + Q_{мг}^{ch} + \Delta Q_{отб}}{Q_3^{отб} + Q_{мг}^{ch} + \Delta Q_{отб} + Q_{мг}^m} \quad (27)$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при наличии отборов, кВт:

$$\Delta Q_{отб} = [Q_{вс} \cdot (1 - \xi_{вс}) + Q_{ис} \cdot (1 - \xi_{ис})] \cdot \frac{Q_m^{отб}}{Q_m^m} \quad (28)$$

где $Q_{вс}$, $Q_{ис}$ – тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов, кВт.

Отношение $\frac{Q_m^{отб}}{Q_m^m}$ принимается равным 1.

ξ – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\xi_{вс} = \frac{i_{вс} - i_k}{i_0 + q_{nn} - i_k} \cdot \left(1 + K \frac{i_0 + q_{nn} - i_{вс}}{i_0 + q_{nn} - i_k} \right) \quad (29)$$

$$\xi_{sc} = \frac{3056,5-2338,1}{3324,8+620,9-2338,1} \cdot \left(1 + 0,42 \frac{3324,8+620,9-3056,5}{3324,8+620,9-2338,1} \right) = 0,551$$

$$\xi_{nc} = \frac{i_{nc} - i_k}{i_0 + q_{nn} - i_k} \cdot \left(1 + K \frac{i_0 + q_{nn} - i_{nc}}{i_0 + q_{nn} - i_k} \right) \quad (30)$$

$$\xi_{nc} = \frac{2900,8-2338,1}{3324,8+620,9-2338,1} \cdot \left(1 + 0,42 \frac{3324,8+620,9-2900,8}{3324,8+620,9-2338,1} \right) = 0,446$$

K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимаем равным 0,42 из [2].

$$\Delta Q_{om6} = 53246,753 \cdot (1 - 0,551) + 111627,357 \cdot (1 - 0,446) = 85812,849$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата принимается 5 % от расхода тепла на производство электроэнергии, [2], кДж:

$$Q_{my}^{ch} = 0,05 \cdot Q_{my} = 0,05 \cdot 1868392,658 = 93419,633$$

$$K_{\gamma} = \frac{1706178,948 + 85812,849 + 93552,653}{1706178,948 + 85812,849 + 93552,653 + 164874,111} = 0,92$$

Подставив полученные значения в формулу для расхода топлива на выработку электроэнергии, будем иметь, кг/с:

$$B_{\gamma} = 139,949 \cdot 0,92 \cdot \frac{728000}{800000 - 40000} = 123,277 \text{ кг / с}$$

$$B_{\gamma}^{ysl} = 74,773 \cdot 0,92 \cdot \frac{728000}{800000 - 40000} = 65,895 \text{ кг / с}$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_m = B - B_{\gamma} \quad (31)$$

$$B_m = 139,949 - 123,277 = 16,672$$

$$B_m^{ysl} = 74,773 - 65,895 = 8,878$$

Фактическое значение удельных расходов натурального топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_{\gamma} = \frac{B_{\gamma} \cdot 3600}{W_{omn}} = \frac{123,277 \cdot 3600}{728000} = 0,61 \text{ кг / кВт} \cdot \text{ч}$$

$$b_m = \frac{B_m \cdot 10^6}{Q_{om}} = \frac{16,672 \cdot 10^6}{164000} = 101,659 \text{ кг} / \text{ГДж}$$

Фактическое значение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_3^{ysl} = \frac{B_3^{ysl} \cdot 3600}{W_{omn}} = \frac{65,895 \cdot 3600}{728000} = 0,326 \text{ кг} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

$$b_m^{ysl} = \frac{B_m^{ysl} \cdot 10^6}{Q_{om}} = \frac{8,878 \cdot 10^6}{164000} = 54,134 \text{ кг} / \text{ГДж}$$

3.2 Расчет реконструированной принципиальной тепловой схемы

Расчет тепловой схемы для летнего периода с включенным ВВТО.

Уравнение теплового баланса для ПНД-4 остается таким же, как и до модернизации.

$$D_4(i_4 - \bar{t}_4'')\eta = G_{ок}(\bar{t}_{ок} - \bar{t}_{пнд4}') \quad (31)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{ок}(\bar{t}_{пнд4}' + \bar{t}_{пнд4}')}{(i_4 - \bar{t}_4'')\eta} = \frac{587,526 \cdot (633,8 - 525,3)}{(3056,5 - 655,6)0,98} = 27,093$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$D_3(i_3 - \bar{t}_3'')\eta + D_4(\bar{t}_4'' - \bar{t}_3'')\eta = G_{ок}(\bar{t}_{пнд4}' - \bar{t}_{пнд3}') \quad (32)$$

Отсюда расход пара на ПНД-3, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{ок} \cdot (\bar{t}_{пнд4}' - \bar{t}_{пнд3}') - D_4 \cdot (\bar{t}_4'' - \bar{t}_3'') \cdot \eta}{(i_3 - \bar{t}_3'') \cdot \eta} = \\ = \frac{293,763 \cdot (525,3 - 425,3) - 13,546 \cdot (655,6 - 544,1) \cdot 0,98}{(2900,8 - 544,1) \cdot 0,98} = 12,078$$

Уравнение материального баланса для ПНД-2:

$$G_{ок} = D_2 + D_3 + D_4 + G_{ок}' \quad (33)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$G_{ок} \cdot \bar{t}_2'' = D_2 \cdot i_2 + (D_3 + D_4) \cdot \bar{t}_3'' + G_{ок}' \cdot \bar{t}_{пнд2}' \quad (34)$$

Подставим значения:

$$293,763 = D_2 + 12,078 + 13,546 + G_{ок}'$$

$$293,763 \cdot 425,9 = D_2 \cdot 2741,8 + (12,078 + 13,546) \cdot 544,1 + G_{ок}' \cdot 251,2$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_2 = 17,4805 \text{ кг/с}$$

$$G_{ок}' = 250,6575 \text{ кг/с}$$

Уравнение материального баланса для ПНД-1 остается таким же, как и до модернизации.

$$G'_{ок} = D_1 + G''_{ок} \quad (35)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$G'_{ок} \cdot \bar{t}_1'' = D_1 \cdot i_1 + G''_{ок} \cdot \bar{t}'_{пнд1} \quad (36)$$

где $\bar{t}'_{пнд1} = (t'_k + \Delta t_{сп}) \cdot c_v = (26,3 + 6) \cdot 4,186 = 135,208$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата перед ПНД-1;

$t'_k = 26,3^\circ\text{C}$ - температура насыщения после конденсатора;

$\Delta t_{сп} = 6^\circ\text{C}$ - нагрев основного конденсата в сальниковом подогревателе.

Подставим значения:

$$501,315 = D_1 + G''_{ок}$$

$$501,315 \cdot 251,2 = D_1 \cdot 2536,7 + G''_{ок} \cdot 135,208$$

Решив систему уравнений, получим:

$$D_1 = 24,214 \text{ кг/с}$$

$$G''_{ок} = 477,101 \text{ кг/с}$$

3.2.1 Составление теплового и материального баланса.

Расход пара в конденсатор, кг/с:

$$D_k = G''_{ок} - (D_{эж} + D_{упл} + D_{хов} + D_{вс} + D_{нс} + D_{тпн}) \quad (37)$$

где $D_{хов} = D_{ут} + D_{сн} = 14,053 + 17,215 = 31,268$ кг/с ;

$D_{тпн} = 34,16$ кг/с – расход пара на привод ТПН.

$$D_k = 477,101 - (3,518 + 7,036 + 31,312 + 22,178 + 47,366 + 34,16) = 345,71$$

Проверка материального баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_k = D_T - (D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_8 + D_{вс} + D_{нс} + D_{тпн})$$

$$D_k = 703,649 - (24,214 + 18,639 + 12,09 + 27,093 + 5,499 + 29,53 + 71,312 + 50,805 + 22,178 + 47,366 + 34,16) = 345,71$$

что совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по балансу мощности:

$$W_9 = \left[\sum_{i=1}^8 D_i^{om\bar{o}} \cdot h_i^{om\bar{o}} + H_i \cdot D_{\kappa} \right] \cdot \eta_{эм} \quad (38)$$

$$800000 = (24,214 \cdot 1409 + 34,961 \cdot 1188 + (24,157 + 47,366) \cdot 1044,6 + \\ + (27,093 + 22,178) \cdot 889,2 + 5,499 \cdot 737,4 + (29,53 + 34,16) \cdot 621,6 + \\ + 71,312 \cdot 401,96 + 50,805 \cdot 307,1 + 345,71 \cdot 1607,6) 0,98$$

$$800000 = 805643,7$$

Несоответствие заданной мощности $\Delta W_э$:

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{800000 - 805643,7}{800000} \right| \cdot 100 = 0,705\%$$

Что допустимо пределом погрешности 2%.

3.2.2 Расчет технико-экономических показателей работы станции.

Расход тепла на турбоустановку составит, кВт:

$$Q_{my} = D_T (i_0 - \bar{t}_{нс}) + D_{nn} (i''_{nn} - i'_{nn}) + G_{хов} (\bar{t}_{хов} \cdot C_{\bar{e}} - \bar{t}_{нс}) \quad (39)$$

$$Q_{my} = 703,649(3324,8 - 1134) + 581,533(3543,8 - 2922,9) + 31,312(125,58 - 1134) = 1871053,058$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_m = D_{вс} \cdot (i_{вс} - \bar{t}_{вс}^H) + D_{нс} \cdot (i_{нс} - \bar{t}_{нс}^H) \quad (40)$$

$$Q_m = 22,178 \cdot (3056,5 - 655,6) + 47,366 \cdot (2900,8 - 544,1) = 164874,111$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кДж:

$$Q_{my}^э = Q_{my} - Q_m \quad (41)$$

$$Q_{my}^э = 1871053,058 - 164874,111 = 1706178,948$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{не} = D_{не} (i_{не} - \bar{t}_{нс}) + D_{nn} (i''_{nn} - i'_{nn}) \quad (42)$$

$$Q_{ne} = 745,517(3324,8 - 1134) + 581,533(3543,8 - 2922,9) = 1994351,659$$

Полный расход натурального топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{nz}} = \frac{1994351,659}{15660 \cdot 0,91} = 139,949$$

где Q_n^p - теплотворная способность бурого угля Канско – Ачинского бассейна, кДж/кг.

Полный расход условного топлива, кг/с:

$$B_{ycl} = \frac{Q_{ne}}{Q_n^p \cdot \eta_{nz}} = \frac{1994351,659}{29310 \cdot 0,91} = 74,773$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \frac{W_{om}}{W - W_{\text{э}}^{ch}} \quad (43)$$

где B - полный расход топлива на блок, кг/с;

$K_{\text{э}}$ - коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии;

$W_{отп}$ - отпущенная мощность, кВт;

$W_{\text{э}}$ – мощность, снимаемая с шин генератора, кВт;

$W_{\text{э}}^{ch}$ - мощность собственных нужд, затраченная на производство электроэнергии.

Принимая мощность собственных нужд блока 9%, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{omn} = W_{\text{э}} - e_{\text{э}}^{ch} \cdot W = 808015 - 0,09 \cdot 808015 = 735293$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$W_{\text{э}}^{ch} = e_{\text{э}}^{ch} \cdot W_{\text{э}} = 0,05 \cdot 808015 = 40000$$

где $e_{\text{э}}^{ch}$ - доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии.

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_9 = \frac{Q_{my}^3 + Q_{my}^{ch} + \Delta Q_{отб}}{Q_{my}^3 + Q_{my}^{ch} + \Delta Q_{отб} + Q_{my}^m} \quad (44)$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при наличии отборов, кВт:

$$\Delta Q_{отб} = [Q_{вс} \cdot (1 - \xi_{вс}) + Q_{нс} \cdot (1 - \xi_{нс})] \cdot \frac{Q_m^{отб}}{Q_{my}^m} \quad (45)$$

где $Q_{вс}$, $Q_{нс}$ – тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов, кВт.

Отношение $\frac{Q_m^{отб}}{Q_{my}^m}$ принимается равным 1.

ξ – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\xi_{вс} = \frac{i_{вс} - i_{\kappa}}{i_0 + q_{nn} - i_{\kappa}} \cdot \left(1 + K \frac{i_0 + q_{nn} - i_{вс}}{i_0 + q_{nn} - i_{\kappa}} \right) \quad (46)$$

$$\xi_{вс} = \frac{3056,5 - 2338,1}{3324,8 + 620,9 - 2338,1} \cdot \left(1 + 0,42 \frac{3324,8 + 620,9 - 3056,5}{3324,8 + 620,9 - 2338,1} \right) = 0,551$$

$$\xi_{нс} = \frac{i_{нс} - i_{\kappa}}{i_0 + q_{nn} - i_{\kappa}} \cdot \left(1 + K \frac{i_0 + q_{nn} - i_{нс}}{i_0 + q_{nn} - i_{\kappa}} \right) \quad (47)$$

$$\xi_{нс} = \frac{2900,8 - 2338,1}{3324,8 + 620,9 - 2338,1} \cdot \left(1 + 0,42 \frac{3324,8 + 620,9 - 2900,8}{3324,8 + 620,9 - 2338,1} \right) = 0,446$$

K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимаем равным 0,42 из [2].

$$\Delta Q_{отб} = 53246,753 \cdot (1 - 0,551) + 111627,357 \cdot (1 - 0,446) = 85812,849$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата принимается 5 % от расхода тепла на производство электроэнергии, [2], кДж:

$$Q_{my}^{ch} = 0,05 \cdot Q_{my} = 0,05 \cdot 1868392,658 = 93419,633$$

$$K_9 = \frac{1706178,948 + 85812,849 + 93552,653}{1706178,948 + 85812,849 + 93552,653 + 164874,111} = 0,92$$

Подставив полученные значения в формулу для расхода топлива на выработку электроэнергии, будем иметь, кг/с:

$$B_{\text{э}} = 139,949 \cdot 0,92 \cdot \frac{735293}{808015 - 40000} = 122,837 \text{ кг / с}$$

$$B_{\text{э}}^{\text{усл}} = 74,773 \cdot 0,92 \cdot \frac{735293}{808015 - 40000} = 64,743 \text{ кг / с}$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_m = B - B_{\text{э}} \quad (48)$$

$$B_m = 139,949 - 122,837 = 17,112$$

$$B_m^{\text{усл}} = 74,773 - 64,743 = 10,03$$

Фактическое значение удельных расходов натурального топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_{\text{э}} = \frac{B_{\text{э}} \cdot 3600}{W_{\text{отп}}} = \frac{122,837 \cdot 3600}{735293} = 0,6014 \text{ кг / кВт} \cdot \text{ч}$$

$$b_m = \frac{B_m \cdot 10^6}{Q_{\text{от}}} = \frac{16,672 \cdot 10^6}{164000} = 104,341 \text{ кг / ГДж}$$

Фактическое значение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_{\text{э}}^{\text{усл}} = \frac{B_{\text{э}}^{\text{усл}} \cdot 3600}{W_{\text{отп}}} = \frac{64,743 \cdot 3600}{735293} = 0,317 \text{ кг / кВт} \cdot \text{ч}$$

$$b_m^{\text{усл}} = \frac{B_m^{\text{усл}} \cdot 10^6}{Q_{\text{от}}} = \frac{10,03 \cdot 10^6}{164000} = 61,159 \text{ кг / ГДж}$$

4 Техничко - экономическое обоснование

4.1 Определение экономии топлива в процессе эксплуатации

Число часов фактической работы турбоагрегата, т.е. календарное время за вычетом простоя в капитальном и текущем ремонте, час/год:

$$T_p = 8760 - T_{\text{РЕМ}}, \quad (49)$$

где

$T_{\text{РЕМ}}$ – время простоя в ремонте, ч;

$$T_p = 8760 - 1160 = 7600$$

Выработка электроэнергии на КЭС, МВт ч:

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}}, \quad (50)$$

где

$N_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт;

$T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности, ч. Задаётся режимами работы оборудования;

$$W = 800 \cdot 7200 = 5760000$$

Средняя нагрузка электростанции, МВт :

$$P_{\text{КЭС}} = \frac{W}{T_p}, \quad (51)$$

где

T_p – число часов фактической работы, ч;

$$P_{\text{КЭС}} = \frac{5760000}{7600} = 757,9 \quad (52)$$

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт :

$$P_{\text{БЛ}} = \frac{P_{\text{КЭС}}}{n_{\text{БЛ}}}, \quad (53)$$

где

$n_{\text{БЛ}}$ – число блоков;

$$P_{\text{БЛ}} = \frac{757,9}{1} = 757,9 \quad (54)$$

Результаты расчётов двух вариантов сводим в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Основные технико-экономические показатели станции

Наименование показателя	Значение показателя	
	До модернизации	После модернизации
Установленная мощность, кВт	800000	808000
Состав основного оборудования	К-800	К-800
Число часов использования установленной мощности, час	7600	7600
Годовая выработка электроэнергии на ГРЭС, кВт/ч	5760000000	5817600000
Годовая выработка тепла на ГРЭС, Гкал	1015488	1015488
Годовой отпуск энергии с шин станции, кВт/ч	5500800000	5558400000
Годовой расход условного топлива на выработку одного кВт ч /год, кг	1762560000	1762560000
Годовой расход условного топлива на выработку одного кг/Гкал в год, кг	237012	227694
Суммарный годовой расход условного топлива на выработку ЭЭ и ТЭ, кг	1762797012	167638769
Годовая выработка электроэнергии на ГРЭС	5760000000	5817600000

Продолжение таблицы 4.1

Экономия денежных средств в год, руб/год	57059355	
Полный расход условного топлива, кг/с	77,132	73,425
Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с	67,984	64,636
Расход топлива на выработку тепла, кг/с	9,148	8,789
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч	0,306	0,291
Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж (кг/Гкал)	55,782 (0,233)	53,589 (0,224)

Выгода от уменьшения расхода топлива в процессе эксплуатации, млн.руб:

$$Pr = (\Delta B_1 - \Delta B_2) \cdot T \cdot C_m \cdot 10^{-6}, \quad (55)$$

где ΔB_1 – увеличение полного расхода топлива до реконструкции, т/ч;

ΔB_2 – увеличение полного расхода топлива после реконструкции, т/ч;

$T = 7600$ – число часов работы оборудования в год с учетом затрат времени на плановый ремонт, ч/год;

$C_m = 396$ – цена топлива, руб/т.

$$Pr = (123,277 - 122,837) \cdot 7600 \cdot 396 \cdot 10^{-6} = 4,767.$$

Таким образом, в процессе эксплуатации котельного агрегата после реконструкции с учетом снижения коэффициента тепловой эффективности получаем выгоду на экономии топлива 4,767 млн.руб

4.2 Показатели эффективности инвестиционного проекта

Экономическая оценка мероприятий по реконструкции существующих ТЭС предполагает расчет коммерческой эффективности инвестиций, направляемых на данные цели, которая определяется на основе анализа хозрасчетных показателей предприятий.

Для оценки коммерческой эффективности рассчитываются показатели, устанавливающие соотношения финансовых затрат и результатов, обусловленных реализацией инвестиций инвестиционного проекта: чистый доход, срок окупаемости, рентабельность, внутренняя норма доходности.

Показатели эффективности определяются методом дисконтирования, который позволяет учесть неравноценность одинаковых сумм поступлений и платежей, относящихся к разным периодам времени осуществления проекта.

Первый в системе показателей коммерческой эффективности – чистый доход, который определяется как превышение интегральных результатов над интегральными затратами.

С учетом разграничения общей суммы затрат, стоимостной оценкой результата является, во-первых, прирост прибыли, достигаемый при внедрении тех или иных мероприятий, а так же, «амортизационные отчисления», являющиеся не статьей расхода, а наравне с прибылью – внутренним источником финансирования.

В качестве основного подхода к расчету результата от внедрения мероприятий по реконструкции предлагается использовать расчленение полного (интегрального) результата на отдельные составляющие. Так, прирост прибыли предприятия наблюдается как вследствие увеличения выручки от реализации продукции основного производства, так и вследствие экономии текущих затрат по производству продукции.

Оценка планируемых затрат и результатов осуществляется в пределах расчетного периода, включающего продолжительность процесса инвестиций и продолжительность периода отдачи от инвестиций.

4.2.1 Расчет капитальных вложений

Капитальные вложения по проекту реконструкции определяются на основании сметной стоимости конструктивных работ по разделам: стоимость работ, стоимость материалов, стоимость использования машин.

Смета затрат на реконструкцию приведена в таблице 4.2 по [6].

Таблица 4.2 – Смета затрат на реконструкцию

Шифр	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Кол – во единиц	Стоимость единицы, руб	Стоимость общая, руб
	Работы				
	Монтаж трубопроводов		640	4 000	2 560 000,0
	Монтаж теплообменников		2	380000	760000
	Гидравлическое опробование	-		254 292,85	254 292,85
	Материалы				
	Теплообменник пластинчатый ЭТ-121с-25-211	шт	1	950000	950000
	Теплообменник пластинчатый ЭТ-121с-25-455	шт	1	1680000	1680000
	Трубопроводы				
	Г 426х9-20	м.п.	205	4700	963500
	Г 325х8-20	м.п.	256	3800	972800
	Г 38х2-20	м.п.	125	5200	650000
Шифр	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Кол – во единиц	Стоимость единицы, руб	Стоимость общая, руб
	Доставка трубопроводов				
	Перевозка груза				283 271,20
	Стоимость забора груза				7 500,00
	Стоимость доставки Красноярск - Шарыпово				40 530,00
	Страховка				35 408,9
Итого по разделу доставка					366 710,1
Итого по разделу работы					3574292,85
С коэффициентом 3,965 (коэффициент удорожания сметной стоимости)					7 887 818,7
С коэффициентом 1,35 (коэффициент условий труда)					10 203 420,2
С коэффициентом 1,3 (районный коэффициент)					12 395 735,81
Итого по разделам Работы и Доставка					12 762 445,91

Продолжение таблицы 4.2

Итого по разделу Материалы	5 261 300,0
Итого по разделу Материалы с учетом НДС (18%)	6155234,0
Итого по разделу эксплуатации машин (без учета оплаты труда машинистов)	6 216 744,4
Итого по разделу эксплуатации машин (без учета оплаты труда машинистов) с учетом НДС (18%)	7 335 758,4
Итого по смете	79 311 504,31
Итого по смете с учетом стоимости проекта	26 253 438,31

4.2.2 Расчет доходов от реализации проекта

При расчете прибыли от реализации проекта будем учитывать прибыль от экономии топлива.

Денежный поток от экономии топлива, млн.руб./год:

$$П_m = (B_{op} - B_{np}) \cdot T \cdot Ц_m, \quad (56)$$

где B_{op} – полный расход топлива до реконструкции, т/ч;

B_{np} – полный расход топлива после реконструкции, т/ч;

$T = 7600$ – число часов работы оборудования в год с учетом затрат времени на плановый ремонт, ч/год;

$Ц_m = 396$ – цена топлива, руб/т.

$$П = (123,277 - 122,071) \cdot 7600 \cdot 396 \cdot 10^{-6} = 13,067 \text{ млн.руб/год.}$$

Размер амортизационных отчислений, млн.руб./год:

$$U_a = K \cdot H_a, \quad (57)$$

где K – капитальные вложения, млн.руб.;

$H_a = 6,7\%$ – норма амортизации.

$$U_a = 26,253 \cdot \frac{6,7}{100} = 1,76 \text{ млн.руб./год.}$$

Денежный поток с учетом налога на прибыль, млн.руб./год:

$$П = П_m \cdot 0,8 + U_a. \quad (58)$$

$$\Pi = 13,067 \cdot 0,8 + 1,76 = 12,213 \text{ млн.руб./год.}$$

Далее проводим расчеты показателей экономической эффективности.

Чистый дисконтированный доход, млн.руб:

$$\text{ЧДД} = \sum_{n=0}^{10} \frac{\Pi}{(1+E)^n} - K, \quad (59)$$

где $E = 0,1$ – ставка дисконта;

n – порядковый номер года.

Результаты расчета срока окупаемости капитальных вложений в реконструкцию котельного агрегата П – 67 Березовской ГРЭС – 1 сведены в таблицу 4.3

Таблица 4.3 – Срок окупаемости капитальных вложений

Показатели	Расчетный период (год)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Денежный поток от инвестиционной деятельности, млн.руб	-26,253										
Чистый денежный поток, млн.руб.	0	5,573	5,573	5,573	5,573	5,573	5,573	5,573	5,573	5,573	5,573
Коэффициент дисконтирования	1,000	0,909091	0,756144	0,657516	0,571753	0,497177	0,432328	0,375937	0,326902	0,284262	0,247185
Дисконтированный денежный поток, млн.руб.	0	5,066364	4,213989	3,664338	3,186381	2,770766	2,409362	2,095097	1,821824	1,584194	1,37756
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн.руб.	-26,253	-21,1871	-16,9731	-13,3087	-10,1224	-7,3516	-4,94224	-2,84714	-1,02532	0,558876	1,936436

По результату расчета на 9 – й год эксплуатации ЧДД становится больше нуля и все затраты по проекту окупаются доходами. Это значит, что данный проект инвестиций можно рекомендовать к реализации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Бакалаврская работа обосновывает реконструкцию котельного агрегата П – 67 Березовской ГРЭС – 1 с целью повышения надежности и эффективности его работы.

В проекте были проведены расчеты, которые позволяют сделать техническое и экономическое обоснование проекта реконструкции котельного агрегата П – 67 БГРЭС – 1.

Был выполнен тепловой расчет котельного агрегата до и после реконструкции, который показал преимущество реконструированного варианта по полному расходу топлива.

Экономическая часть проекта содержит расчет капитальных затрат на реконструкцию и срока окупаемости предлагаемого проекта реконструкции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Григорьев, В. А. Тепловые и атомные электрические станции : справочник / В. А. Григорьев, В. М. Зорин. – М. : Энергоатомиздат, 1982. – 624 с.
- 2) Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск, КрПИ, 1991. – 43 с.
- 3). Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции: учеб. пособие для вузов / В. Я. Рыжкин – М. : Энергоатомиздат, 1967. – 315.
- 4) Федеральные единичные расценки на монтаж оборудования ФЕРм – 2001 – 06. Теплосиловое оборудование. М. : Госстрой России, 2003. – 94 с.
- 5) Государственные сметные нормативы. Федеральные Единичные расценки на монтаж оборудования. ФЕРм 81-03-ОП-2001 Общие положения. Москва, 2014. – 58 с.
- 6) Цыганок, А. П. Тепловые и атомные электрические станции: учеб. пособие В 2 ч. Ч. 2. / А. П. Цыганок. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2000. - 123 с.
- 7) Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций: учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск, КрПИ, 1991. – 43 с.
- 8) Производственная инструкция по эксплуатации паровой турбины К-800-240-5*. Введ. 10.01.2010.- Распоряжением Главного инженера филиала «Берёзовская ГРЭС» ОАО «Э.ОН Россия», 2011. - 64с.
- 9) Производственная инструкция по эксплуатации котельного агрегата П-67*. Введ. 9.12.2009.- Распоряжением Главного инженера филиала «Берёзовская ГРЭС» ОАО «Э.ОН Россия», 2011. - 57с.